



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Oficio No. COFEME/16/4630

ACUSE

		OFICIALIA MAYOR
13 DIC. 2016		
<u>Ag</u> QUIEN RECIBE	<u>18.06</u> HORA	

Asunto: Dictamen Final respecto del anteproyecto denominado "Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica".

Ciudad de México, 29 de noviembre de 2016

LIC. GLORIA BRASDEFER HERNÁNDEZ
OFICIAL MAYOR
Secretaría de Energía
Presente

Me refiero a la respuesta al Dictamen Total (No Final) del anteproyecto denominado **Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica**, y a su respectivo formulario de Manifestación de Impacto Regulatorio, enviados por la Secretaría de Energía (SENER) y recibidos en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) a través del portal electrónico de la MIR¹, el día 22 de noviembre de 2016.

Asimismo, en el Dictamen Total (No Final) emitido por la COFEMER el 23 de diciembre de 2015, se informó que el anteproyecto regulatorio atiende el supuesto, aludido por la SENER en el formulario de la MIR, previsto en el artículo 3 fracción II del Acuerdo de Calidad Regulatoria (ACR), publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 2 de febrero de 2007, a saber, que con la emisión de la regulación, la Dependencia u Organismo Descentralizado cumple con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el Titular del Ejecutivo Federal.

MA



En virtud de lo anterior, el anteproyecto referido y su MIR se sujetaron al proceso de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (LFPA), derivado de lo cual, con fundamento en los artículos 69-E, fracción II, 69-H, y 69-J de ese ordenamiento legal, y en específico del procedimiento establecido en el *Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio publicado el 26 de agosto de 2010*; publicado en el DOF el 16 de noviembre de 2012, la COFEMER emite el siguiente:

DICTAMEN FINAL

I. CONSIDERACIONES GENERALES

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica, garantizando su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios. Para ello, la LIE establece que en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), entorno donde se realizarán transacciones de compraventa de energía eléctrica, potencia y servicios conexos, entre otros, opere bajo un esquema de competencia en igualdad de condiciones, con criterios claros y transparentes, mediante el cumplimiento de las "Reglas del Mercado" que estarán integradas por las Bases del Mercado Eléctrico y las DOM) En específico, la LIE señala que haciendo uso de bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales, procedimientos y demás disposiciones, las DOM sistematizarán los procesos operativos del MEM. Así, el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica establecerá los criterios para registrar las transacciones bilaterales financieras (TFB) en los procesos de liquidación del MEM, así como las reglas generales y procedimientos en relación a los contratos de cobertura eléctrica (CCE) que celebren los Participantes del Mercado (PM) y que sean notificados al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

MA



En virtud de lo anterior, y apoyado en el análisis de la MIR, particularmente del documento de respuesta de la misma que se adjunta bajo la denominación "MIR - IM Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica" (sic), la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que el anteproyecto brinda, la regulación necesaria para establecer los procedimientos, reglas, instrucciones y directrices a seguir para la administración y operación del MEM.

II. PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS GENERALES

Con la finalidad de justificar la emisión del anteproyecto, en el numeral 2 del formulario de la MIR, la SENER presentó información sobre la problemática que originó la propuesta regulatoria, destacando la necesidad de implementar acciones regulatorias concretas por parte del gobierno federal con la finalidad de facilitar e incrementar las transacciones en el MEM:

"La regulación propuesta permite que los Participantes del Mercado tengan una alternativa adicional mediante la creación de las Transacciones Bilaterales que fungen como un mecanismo de liquidación dentro del Mercado Eléctrico Mayorista. Por ejemplo, antes de la implementación de la Reforma Eléctrica, la mayor parte de los permisionarios que operaban bajo el esquema de Autoabastecimiento creaban sociedades, en vista de que la enajenación de energía eléctrica a entidades distintas de CFE estaba prohibida, en las cuales proveían de energía eléctrica a las entidades que formaban parte de las mismas. Con el establecimiento de los Contratos de Cobertura Eléctrica, los titulares de Contratos de Interconexión Legados podrán migrar y convertirse en Participantes del Mercado manteniendo condiciones similares a las que tenían bajo el antiguo régimen, mediante la suscripción del Contrato de Cobertura Eléctrica y la programación de las Transacciones Bilaterales correspondientes.

De esta forma, el Manual que se presenta en esta ocasión tiene como objetivo proveer un mecanismo que facilite la transición al nuevo régimen, promoviendo el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad."

De la problemática detectada expuesta por la SENER, esta Comisión destacó en el Dictamen Total (No Final) lo siguiente:



- Ausencia de alternativas de liquidación que faciliten las transacciones para los PM.
- Falta de incentivos para migrar al nuevo régimen de participación y competencia efectiva creado por la Reforma Energética y con ello elevar el número de PM.

En ese contexto, la SENER incluyó en el formulario de la MIR y en el anteproyecto los objetivos regulatorios que pretende lograr con la finalidad de subsanar la problemática expuesta:

En la MIR (numeral 1):

"El principal objetivo del manual es proveer a los Participantes del Mercado una alternativa para llevar a cabo la liquidación de las transacciones acordadas entre los mismos ya sea para los Mercados de Energía de Corto Plazo o para el Mercado para el Balance de Potencia, mediante la programación de Transacciones Bilaterales Financieras (energía y Servicios Conexos) o el reporte de una Transacción Bilateral de Potencia (sólo para Potencia).

Al programar Transacciones Bilaterales Financieras los Participantes del Mercado obtienen ventajas ya que la compra neta que el adquirente realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista es menor, pues se acreditan sus compras a través de las Transacciones Bilaterales Financieras. Además, el monto de la garantía que el adquirente debe presentar ante el CENACE, se reduce. Por otra parte, la venta neta del emisor en los Mercados de Energía de Corto Plazo es menor, debido a que una parte de su oferta de energía y otros productos, está comprometida bajo la Transacción Bilateral Financiera. Esto le permite liquidar su transacción directamente con el adquirente, reduciendo el monto de capital de trabajo requerido para financiar el ciclo de pago ante el CENACE.

Cabe aclarar que estas transacciones representan una obligación financiera, más no una obligación de entrega o retiro físico de la energía eléctrica y Servicios Conexos. Por ejemplo, en caso de que la Unidad de Central Eléctrica del Generador no sea despachada por el CENACE en la hora estipulada en la Transacción Financiera, éste tendrá que cubrir su compromiso comprando la energía comprometida en el mercado al precio que resulte en esa hora. De la misma forma, si el comprador no consume la totalidad de la energía, tendrá que pagar por ella dado que está siendo generada ya sea por su contraparte o por algún otro Generador.

Por otro lado, la programación de Transacciones Bilaterales de Potencia permite que los Generadores reduzcan la cantidad de la Capacidad Entregada de sus ofertas de venta al Mercado de Balance de Potencia, ya que una parte ha sido comprometida mediante las Transacciones Bilaterales de Potencia. En el caso de las Entidades Responsables de Carga, se reducen sus obligaciones de Potencia para la compra al Mercado de Balance de Potencia pues una parte ya está cubierta por



las transacciones. No obstante, este tipo de Transacciones Bilaterales no conllevan una obligación financiera de las partes como en el caso de las Transacciones Bilaterales Financieras.

El registro de los Contratos de Cobertura Eléctrica busca por una parte satisfacer una obligación impuesta por las Bases del Mercado Eléctrico y por otra facilitar a los involucrados la liquidación de los mismos a través de Transacciones Bilaterales."

En el anteproyecto (Disposiciones Generales, Capítulos 2 y 3):

- "2.1.1 Las Transacciones Bilaterales Financieras permiten a dos Participantes del Mercado transferir la responsabilidad financiera de la energía eléctrica o de los Servicios Conexos incluidos en el mercado (no así la provisión física de energía eléctrica o de Servicios Conexos) entre ellos.
- 2.1.2 Las Transacciones Bilaterales de Potencia permiten a dos Participantes del Mercado transferir la obligación legal de procurar Potencia entre ellos, incluyendo la responsabilidad de producir o adquirir la capacidad entregada que corresponde a la Potencia.
- 2.1.3 Los Participantes del Mercado podrán, a su opción, usar Transacciones Bilaterales para la liquidación de las transacciones especificadas en sus Contratos de Cobertura Eléctrica."
- "3.1.1 Los Contratos de Cobertura Eléctrica se refieren a cualquier acuerdo celebrado directamente entre Participantes del Mercado mediante el cual adquieren el compromiso de la compraventa de una cantidad determinada de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora y fecha futura específica, o la realización de pagos basados en los precios de los mismos.
- 3.1.2 Los Contratos de Cobertura Eléctrica sirven para reducir la incertidumbre de los precios de mercado al firmar acuerdos bilaterales para fijar el precio del producto (energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, CEL, entre otros) durante un tiempo determinado.
- 3.1.3 Los Participantes del Mercado podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica libremente entre ellos, para lo cual podrán determinar las estructuras de pagos y demás términos y condiciones que les convengan.
- 3.1.4 Los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica a través de las Subastas establecidas en las Bases del Mercado Eléctrico y los Contratos Legados para el Suministro Básico."



Al respecto, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que los objetivos propuestos coinciden con la problemática expuesta, dado que la emisión del Manual facilitaría e incrementaría las transacciones en el MEM.

III. POSIBLES ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN

Con relación a las alternativas regulatorias y no regulatorias identificadas para resolver la problemática anteriormente descrita, la SENER expuso en el numeral 4 de la MIR, los siguientes argumentos:

"En caso de que no existiera intervención gubernamental, se podría en juego la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y los costos asociados podrían resultar muy elevados para todos los Participantes del Mercado debido a que no se tendrían criterios claros relacionados con los posibles mecanismos de liquidación de Transacciones Bilaterales y el CENACE no tendría información sobre varias transacciones, lo cual reduciría su control operativo.

Como alternativa se podría plantear la elaboración de esquemas específicos para los Contratos de Cobertura Eléctrica que deben ser informados al CENACE tales como Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica y los Contratos de Cobertura Eléctrica Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador. Esta alternativa resulta ser poco eficiente dado que se tendrían que emitir diversas disposiciones para cada uno de los casos aplicables."

Aunado a lo anterior, la SENER incluyó en el numeral 5 de la MIR la justificación respecto del por qué la emisión del Manual propuesto representa la mejor opción para atender la situación expuesta como problemática, en este sentido, esa Secretaría indicó lo siguiente:

"Con base en las opciones listadas anteriormente, y tomando en consideración la sofisticación del Mercado Eléctrico Mayorista con respecto al régimen anterior, con la emisión del presente Manual se toman en consideración tanto los casos que afectan directamente la confiabilidad del sistema y además, se da la opción a los Participantes del Mercado para que puedan establecer Transacciones Bilaterales liquidables en el Mercado, de tal forma que puedan reducir sus compromisos de compra o venta, con la disminución correspondiente en el monto de pago garantizado o de capital de trabajo para el caso de energía y Servicios Conexos; y sus obligaciones o capacidad entregada en el caso de Potencia."



Por consiguiente, la COFEMER consideró en el dictamen preliminar que la SENER dio respuesta cabal a esta sección, debido a que justificó que la emisión del anteproyecto representa la mejor alternativa para cumplir con los objetivos propuestos, puesto que la intervención gubernamental garantizaría, con un acto formal y transparente: i) la posibilidad de realizar TFB liquidables y ii) la reducción de la incertidumbre de los precios de mercado al firmar acuerdos bilaterales para establecer precios.

IV. IMPACTO DE LA REGULACIÓN

A. ANÁLISIS DE CARGA ADMINISTRATIVA

En el numeral 6 del formulario de la MIR, en el que se solicita que la SENER identifique y justifique en su caso, si la emisión del instrumento regulatorio crea, modifica o elimina trámites, generando posibles cargas administrativas, en el entendido de que dichas disposiciones encuadren en la definición de trámite prevista por el artículo 69-B de la LFPA²; por lo que esa Secretaría reportó siete trámites de nueva creación, indicando los elementos aplicables que establece el artículo 69-M de la LFPA, tales como plazo de resolución, medio de presentación, requisitos y criterios de resolución, entre otros:

- Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica (numeral 3.4.1).
- Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador (numeral 3.4.1).
- Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica de un mismo grupo económico (numeral 3.4.2 inciso a).
- Registro de otros tipos de Contratos de Cobertura Eléctrica (numeral 3.3.1, inciso d).

² "Artículo 69-B...

Para efectos de esta Ley, por trámite se entiende cualquier solicitud o entrega de información que las personas físicas o morales del sector privado hagan ante una dependencia u organismo descentralizado, ya sea para cumplir una obligación, obtener un beneficio o servicio o, en general, a fin de que se emita una resolución, así como cualquier documento que dichas personas estén obligadas a conservar, no comprendiéndose aquella documentación o información que sólo tenga que presentarse en caso de un requerimiento de una dependencia u organismo descentralizado."



registro de los CCE, entre las diferentes acciones que identificó la COFEMER en el Dictamen Total (No Final), mismas que la SENER tendrá que identificar y justificar, están las siguientes:

- Términos definidos (numeral 1.3 y todos sus incisos).
- Tipos de transacciones bilaterales (numeral 2.2 y todos sus incisos).
- Registro de TFB (numerales 2.3.3 a 2.3.12).
- Registro de transacciones bilaterales de potencia (TBP) (numerales 2.4.3 a 2.4.11).
- Resultados de las TFB (numeral 2.5 y todos sus incisos).
- Programación de TBP (numeral 2.6 y todos sus incisos).
- Responsabilidades (numeral 3.2).
- Tipos de CC (numeral 3.3 y todos sus incisos).
- Registro de CC (numeral 3.4 y todos sus incisos).

En ese contexto, la COFEMER observa que en el formulario de la MIR, la Dependencia anexó el documento denominado "20161122123500_41547_Respuestas a DNF TByCCE 161122.docx", con el que da respuesta a las observaciones de esta Comisión, al respecto la SENER indicó lo siguiente:

"La COFEMER considera necesario que la SENER identifique y justifique las acciones regulatorias que señala en el dictamen. Al respecto, la SENER presenta a continuación la justificación para las acciones regulatorias adicionales que identificó. [...]"

Dichas acciones y sus respectivas justificaciones se pueden englobar en la tabla que se muestra a continuación:

Tabla 1. Acciones regulatorias justificadas por la SENER

Tipo de acción regulatoria	Numeral del anteproyecto	Justificación
Establecen Definiciones	1.3	Es necesario presentar las definiciones que forman parte del anteproyecto para que los Participantes del Mercado que deseen programar Transacciones Bilaterales o registrar Contratos de Cobertura Eléctrica puedan comprender fácilmente los elementos y conceptos que forman parte de los procesos correspondientes.



Tipo de acción regulatoria	Numeral del anteproyecto	Justificación
Establecen Clasificaciones	2.2, 3.3	Es necesario especificar los diferentes tipos de Transacciones Bilaterales Financieras que pueden programar los Participantes del Mercado para dar flexibilidad a que elijan aquella que mejor se ajuste a sus necesidades. Por otro lado, es importante hacer la distinción de los diferentes tipos de Contratos de Cobertura Eléctrica, ya que cada uno posee características específicas y establece diferentes responsabilidades para el Participante del Mercado que lo suscribe.
Establecen Metodología	2.5, 2.6	Es importante que los Participantes del Mercado conozcan la forma en que se liquidan las Transacciones Bilaterales que programen, así como los beneficios asociados a las mismas.
Establecen Obligación	3.2	Es responsabilidad de los Participantes del Mercado enviar al CENACE la información de los contratos que deben ser notificados. Asimismo, deberán asegurarse de la consistencia de los datos que presenten y realizar las modificaciones necesarias.

Aunado a lo anterior, esa Secretaría indicó lo siguiente respecto las demás acciones regulatorias identificadas por la COFEMER:

"La COFEMER identificó algunas acciones adicionales en la lista presentada en el Dictamen. Sin embargo, los registros de Transacciones Bilaterales Financieras (numerales 2.3.3 a 2.3.14), Transacciones Bilaterales de Potencia (numeral 2.4.3 a 2.4.11) y de Contratos de Cobertura Eléctrica (numeral 3.4 y todos sus incisos) se incluyen como parte de los trámites correspondientes.

Adicionalmente, derivado de los comentarios recibidos, la SENER realizó ciertas precisiones en los trámites, por lo que se anexa el documento "Trámites Actualizados Manual TB y CCE" en donde se reflejan las actualizaciones correspondientes. Cabe mencionar que se eliminó la obligación de notificar al CENACE los Contratos de Cobertura Eléctrica que suscriban distintos Participantes del Mercado que pertenezcan a un mismo grupo económico, ya que la Comisión Reguladora de Energía emitirá reglas al respecto."

En ese contexto, la COFEMER toma nota de la respuesta a las recomendaciones vertidas en el Dictamen Total (No Final).

C. ANÁLISIS DE IMPACTO EN LA COMPETENCIA

Respecto de que la propuesta de regulación no contempla esquemas que impacten de manera diferenciada a sectores o agentes económicos, la SENER respondió favorablemente a lo anterior, al respecto:



"En el nuevo mercado eléctrico, todos los participantes potenciales cuentan con los mismos derechos y obligaciones, sujetos a los principios de equidad y proporcionalidad. Este Manual establece algunas excepciones para Unidades de Central Eléctrica con ciertas características especiales dada su naturaleza operativa o por el tipo de contratos a los que se encuentran asociadas. Sin embargo, la opción de programar Transacciones Bilaterales está abierta a todos los participantes del mercado. Asimismo, el CENACE desempeñará sus funciones de forma imparcial en el trato hacia los participantes, además de que se contará con el regulador para verificar que así sea."

D. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

Tocante al análisis costo-beneficio que supone la regulación para cada particular o grupo de particulares, y a propósito de lo señalado por la SENER en el numeral 9 de la MIR, la COFEMER manifestó en el Dictamen Total (No Final) lo siguiente:

De los Costos:

- La estimación utiliza el Modelo de Costeo Estándar (MCE)³ para calcular la carga administrativa y el costo de oportunidad⁴ derivados del registro de los CCE y del mecanismo de liquidación TBF.
- La carga administrativa integra las actividades: 1) Identificación y comprensión de requisitos, 2) Generación de nueva información, 3) Recolección de información pre-existente, 4) Reuniones con personal interno, 5) Llenado de formatos y/o elaboración de solicitudes y reportes (los trámites señalados en este dictamen), 6) Contratación y reuniones con servicios externos, 7) Creación y administración de archivos de respaldo, y 8) Pagos, espera en oficinas públicas y traslados.
- No obstante, dado que la suscripción de los CCE a que se hace referencia es voluntaria⁵, se espera que los 1,100 permisionarios del antiguo régimen firmen estos contratos, y para efectos de cálculo

³ Metodología de evaluación del impacto regulatorio que permite estimar los costos administrativos que enfrentan las empresas y los ciudadanos a partir de las regulaciones impuestas por los gobiernos.

⁴ Entendido como el costo que representa para el particular destinar tiempo para cumplir con la regulación en lugar de destinarlo a sus actividades productivas.

⁵ Los actuales PM tienen la opción de mantenerse bajo alguno de los esquemas previstos en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (autoabastecimiento, cogeneración, pequeños productores, productores independientes de energía o usos propios continuos), o entrar al MEM rigiéndose bajo la LIE, y las disposiciones que de ella emanen. Todos los nuevos PM, deberán entrar bajo los esquemas previstos en la LIE.



Sin embargo, en el dictamen previo este Órgano Desconcentrado señaló que el costeo debe incluir la proyección de futuros participantes, no sólo porque entre los objetivos de la nueva estructura de mercado está el elevar el número de PM, sino porque ello identificará el costo de entrada de los nuevos participantes, que sumado al costo incremental que se presenta, brindará el costo total derivado del anteproyecto. Asimismo, el costeo debe desglosar los elementos que permitieron estimar los valores de las actividades administrativas (i.e. el salario y tiempo invertidos).

De los Beneficios:

- Aun cuando las operaciones del MEM no han empezado, pero dado que su funcionamiento será similar a los mercados regionales de los Estados Unidos de América, donde es posible notar la volatilidad mensual de los precios de electricidad en tiempo real (entre los \$0 y \$50 dólares por MWh), las estimaciones de los beneficios parten de la programación de las TFB, que además permiten: i) el uso de coberturas, para los emisores y adquirientes, ante la exposición de precios, y ii) que los compradores reduzcan el monto de las garantías requeridas para participar en el mercado, mientras que los vendedores reducen el capital de trabajo.
- Por otra parte, el volumen a comercializarse en TFB se asume a partir del volumen de los participantes en el régimen anterior (esto asumiendo su migración), los cuales representaron el 11.92% de la generación bruta nacional en 2014 y que corresponde a 36,156 GWh, y que bajo un precio medio de la electricidad de \$1.58 por kWh, generaría ventas por \$5,712 millones de pesos.

Handwritten signature or initials.

Sin embargo, la COFEMER indicó en el Dictamen Total (No Final) que los beneficios deben incluir la proyección de futuros PM, a fin de identificar el atractivo de entrada de nuevos participantes, pues los \$5,712 millones de pesos no corresponden a los beneficios totales o incrementales, puesto que representan los beneficios reales obtenidos en el régimen anterior, al utilizarse un precio promedio y no un precio ya incurrido. Por consiguiente los beneficios totales deberían considerar la proyección de futuros participantes y el beneficio incremental, esto último a partir de la disminución de volatilidad al tener certeza del precio por virtud de la transacción bilateral programada y el aumento en la oferta, debido a la



reducción de barreras de entrada asociadas al costo de capital que permitiría el ingreso de más participantes.

Aclarado lo anterior, este Órgano Desconcentrado indicó en el dictamen preliminar que las estimaciones señaladas de costos y beneficios permitirían concluir un "balance positivo", derivado de que la propuesta regulatoria generaría beneficios superiores a los costos de cumplimiento para los particulares.

En ese contexto, la COFEMER observa que en el formulario de la MIR, la Dependencia anexó el documento denominado "20161122123500_41547_Respuestas a DNF TByCCE 161122.docx", con el que da respuesta a las observaciones de esta Comisión, al respecto la SENER indicó lo siguiente:

"La COFEMER solicita el desglose de los elementos que permitieron estimar los valores de las actividades administrativas. Al respecto, la SENER presenta la Tabla 1, la cual se utilizó para estimar la carga administrativa calculando el tiempo aproximado para realizar los trámites correspondientes. Cabe mencionar que se consideró un sueldo mensual promedio de 25,000 pesos tomando en cuenta que la persona asignada para realizar el trámite cuenta con los conocimientos técnicos relativos a la materia y se encuentra en una posición con nivel de mando intermedio.

M A

Tabla 1. Estimación del tiempo y sueldo requeridos para la realización de los trámites de la regulación

Trámite	Nombre	Identificación y comprensión de requisitos	Generación de nueva información	Recolección de información pre-existente	Reuniones con personal interno	Llenado de formatos y/o elaboración de solicitudes y reportes	Contratación y reuniones con servicios externos	Creación y administración de archivos de respaldo	Pagos, espera en oficinas públicas y traslados	
		ACTUAL	ACTUAL	ACTUAL	ACTUAL	ACTUAL	ACTUAL	ACTUAL	ACTUAL	ACTUAL
nuevo1	Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Vinculados a una Central Eléctrica	0.50	0.50	0.30	0.00	0.25	0.00	0.05	0.00	\$25,000.00
nuevo2	Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica Utilizados para Satisfacer las Obligaciones de un Suministrador	0.50	0.50	0.30	0.00	0.25	0.00	0.05	0.00	\$25,000.00
nuevo3	Registro de otros tipos de Contratos	0.50	0.50	0.30	0.00	0.25	0.00	0.05	0.00	\$25,000.00
nuevo4	Registro de Transacciones Bilaterales Financieras Fijas	0.25	0.25	0.15	0.00	0.16	0.00	0.05	0.00	\$25,000.00
nuevo5	Registro de Transacciones Bilaterales Financieras	0.25	0.25	0.15	0.00	0.16	0.00	0.05	0.00	\$25,000.00
nuevo6	Registro de Transacciones Bilaterales de Potencia	0.25	0.25	0.15	0.00	0.16	0.00	0.05	0.00	\$25,000.00

Respecto al costo relacionado con la proyección de futuros Participantes del Mercado, basado en la experiencia internacional relativa al crecimiento y maduración de los nuevos mercados eléctricos, se espera que en 10 años el Mercado Eléctrico Mayorista cuente con, aproximadamente, 150 Participantes del Mercado. Para elaborar el cálculo, se tomó en consideración la evolución de los mercados estadounidenses de California y Nueva York, los cuales poseen características similares a las del nuevo mercado en cuanto a los productos que se comercializarán, los instrumentos y mecanismos que poseen y la demanda pico de los sistemas.

Tabla 2. Evolución de mercados internacionales

Mercado	Demanda pico (GW)	Participantes aproximados	Años de operación
CAISO	50	162	18
NYISO	34	398	20

En este sentido, una estimación más certera del costo del anteproyecto se presenta en la Tabla 4. Se considera que los Participantes activos, los cuales se van acumulando anualmente, registran 2 transacciones de forma anual: una financiera y una de potencia. Asimismo, se considera que, al momento de registrarse, los nuevos Participantes del Mercado registran algún tipo de contrato por un periodo igual o mayor a 10 años. Lo anterior, asumiendo que el registro anual de Transacciones Bilaterales Financieras reflejará las condiciones de los contratos de los Participantes del Mercado y que la Transacción Bilateral de Potencia servirá para cumplir con las obligaciones anuales de requerimientos de potencia.

Derivado de estos supuestos, el costo total del anteproyecto sería de aproximadamente \$310,022.64 el cual puede variar dependiendo del número de futuros Participantes del Mercado. En la Tabla 4 es posible identificar la evolución esperada de este costo en un horizonte de 10 años.

En términos de los beneficios asociados al Manual, la COFEMER solicita a la SENER que considere la proyección de futuros participantes y el beneficio incremental derivado de la disminución de la volatilidad en el precio debido a la programación de la Transacción Bilateral Financiera.

Al respecto, SENER realizó el cálculo de los beneficios que podrían obtener los Participantes del Mercado que programen Transacciones Bilaterales considerando los siguientes supuestos:

- Crecimiento de participantes activos: tasa de crecimiento de la demanda.
- Demanda: proyección del consumo final bajo el escenario de planeación del PRODESEN.
- Precio de referencia: promedio simple anual de la estimación de los Precios Marginales Locales que se encuentra disponible en la página del CENACE en la sección de Subastas de Largo Plazo.
- Aborro correspondiente al Contrato de Cobertura Eléctrica: 10% de descuento frente al Precio Marginal Local esperado.
- Nivel de transacciones respecto al volumen comercializado en el Mercado: 32% de la demanda (porcentaje que corresponde a potenciales Usuarios Calificados) se programa mediante Transacciones Bilaterales Financieras.

Tabla 3. Consumo anual y Precio Marginal Local



Año	Consumo Anual (MWh)	Consumo esperado Usuarios Calificados (MWh)	Precio Marginal Local esperado (\$/MWh)
1	248,447,000	79,503,040	1,028.60
2	258,357,000	82,674,240	971.76
3	268,866,000	86,037,120	898.23
4	280,887,000	89,883,840	788.00
5	294,097,000	94,111,040	797.60
6	307,435,000	98,379,200	819.40
7	321,029,000	102,729,280	874.85
8	335,055,000	107,217,600	884.47
9	349,645,000	111,886,400	857.99
10	362,656,000	116,049,920	910.50

Con base en lo anterior, se presenta una estimación de la relación costo-beneficio que podría obtenerse al programar Transacciones Bilaterales Financieras y hacer el registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.

Tabla 4. Análisis Costo Beneficio

Año	Crecimiento esperado demanda (%)	No. de Registros	Participantes activos	Costos	Beneficios	Neto	VPN anual de los beneficios netos del anteproyecto
1	-	18	18	9,337.68	8,177,670,662.07	8,177,661,324.39	7,301,483,325.35
2	4.71	19	37	14,694.12	8,033,988,431.17	8,033,973,737.05	13,706,118,000.93
3	4.80	20	57	20,319.32	7,728,112,160.28	7,728,091,840.96	19,206,821,126.62
4	4.79	21	78	26,213.28	7,082,850,775.66	7,082,824,562.38	23,708,084,182.18
5	4.72	22	100	32,376.00	7,506,288,619.28	7,506,256,243.28	27,967,335,560.52
6	4.56	24	124	39,326.24	8,061,208,966.86	8,061,169,640.62	32,051,374,973.54
7	4.66	26	150	46,814.00	8,987,267,672.60	8,987,220,858.60	36,116,737,276.99
8	4.55	-	150	40,314.00	9,483,102,079.60	9,483,061,765.60	39,946,786,874.01
9	4.60	-	150	40,314.00	9,599,690,115.70	9,599,649,801.70	43,408,516,828.81
10	4.61	-	150	40,314.00	10,566,329,771.41	10,566,289,457.41	46,810,579,244.17
TOTAL				\$ 310,022.64	\$ 85,226,509,254.62	\$ 85,226,199,231.98	Beneficios > Costos

Al realizar el cálculo del Valor Presente Neto de los beneficios netos del proyecto considerando una tasa de descuento del 12%, es posible confirmar que los beneficios son mayores a los costos del anteproyecto dado que el valor monetario del ingreso que recibirán los participantes, resultado de la regulación, es mayor a los desembolsos que tendrán que realizar. Es importante señalar que el escenario presentado es conservador ya que el número de transacciones podría ser mayor. Del mismo modo, el ahorro derivado de las Transacciones podría ser más alto debido a la volatilidad en los precios que enfrentarían los Participantes del Mercado en caso de no contar con un mecanismo como este. Cabe mencionar que hay un beneficio adicional para la parte que representa a la generación en las transacciones, ya que disminuye el requerimiento de capital de trabajo. Sin embargo, no es posible estimar el beneficio asociado a dicho concepto ya que depende de las características específicas de cada Unidad de Central Eléctrica."



En ese contexto, la COFEMER da por atendidas las recomendaciones vertidas en el Dictamen Total (No Final) debido a que la SENER desglosó los elementos que permitieron estimar los valores de las actividades administrativas a las que hace referencia, realizó una proyección de futuros participantes del mercado y elaboró una estimación más certera de los costos y beneficios del anteproyecto, lo cual tal como lo afirma la dependencia podría resultar en un beneficio neto de aproximadamente \$85,226,199,231.98 pesos, lo cual argumenta es un escenario conservador, debido a que el número de transacciones podría ser mayor.

MA

V. CUMPLIMIENTO Y APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

Referente al numeral 11 del formulario de la MIR, en los que se solicita describir los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, la SENER argumentó lo siguiente:

"La Ley de la Industria Eléctrica, que entró el vigor el 12 de agosto de 2014, prevé que el CENACE tendrá a su cargo el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

Los actuales participantes del mercado tienen la opción de mantenerse bajo alguno de los esquemas previstos en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (autoabastecimiento, cogeneración, pequeños productores, productores independientes de energía o usos propios continuos), o entrar en el Mercado Eléctrico Mayorista rigiéndose bajo la Ley de la Industria Eléctrica, y las disposiciones que de ella emanen. Todos los nuevos participantes del mercado, deberán entrar bajo los esquemas previstos en la Ley de la Industria Eléctrica.

Con el fin de que el CENACE pueda realizar sus funciones y para dar cumplimiento al Artículo Quinto Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica, el pasado 28 de noviembre, la Comisión Federal de Electricidad cedió al CENACE los recursos humanos, materiales y financieros que destinaba para el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional. Por lo que, una vez que esta transferencia se ha concretado, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista que realizará el CENACE no implica la erogación de recursos públicos adicionales."



Con base en lo anterior, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) atendido el numeral en análisis.

VI. EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA

En el numeral 12 del formulario de la MIR, en el que se solicita a la SENER que describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, la Secretaría proporcionó la información siguiente:

"La CRE está facultada para emitir informes propios sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista. Adicionalmente, de acuerdo al artículo 169, el CENACE deberá publicar informes sobre el desempeño y evolución del Mercado Eléctrico Mayorista conforme a las modalidades y la información mínima que establezca la CRE. En complemento a lo anterior, la Ley de la Industria Eléctrica prevé que la Secretaría está facultada para constituir, en coordinación con la CRE, un comité de evaluación para revisar el desempeño del CENACE y del Mercado Eléctrico Mayorista."

MA

Al respecto, la COFEMER consideró en el Dictamen Total (No Final) que la SENER atendió lo solicitado en la MIR, ello debido a que citó de manera expresa que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) evaluará el desempeño del MEM, independientemente de la constitución de un comité de evaluación del sector, lo que de suyo permitirá conocer la efectividad de la regulación propuesta.

VII. CONSULTA PÚBLICA

La SENER señaló en los numerales 13 y 14 de la MIR que se llevó a cabo una consulta, a través de un grupo de trabajo conformado por el CENACE y el Instituto de Investigaciones Eléctricas. En este grupo hubo intercambio de comentarios y opiniones que permitieron incluir lo siguiente para beneficio del anteproyecto:



"Los principales comentarios respecto a Transacciones Bilaterales y Contratos de Cobertura Eléctrica se relacionaban con el funcionamiento de los mismos en términos operativos, por lo que en el presente Manual se detalla el proceso que deben llevar a cabo los participantes que deseen registrar Transacciones Bilaterales y Contratos de Cobertura Eléctrica. Respecto al primer mecanismo, también había dudas de si existiría una Cámara de Compensación para liquidar las operaciones asociadas al mismo por lo que en el Manual se especifica que los Participantes involucrados en dichas transacciones, específicamente para el caso de las Transacciones Bilaterales Financieras, podrán aprovechar el sistema del CENACE para llevar a cabo la liquidación de las mismas en el mercado. Por último existía confusión respecto a la diferencia entre las Transacciones Virtuales y las Transacciones Bilaterales Financieras, en este sentido, en el Manual se especifica que las Transacciones Bilaterales Financieras implican la transferencia de responsabilidad financiera del producto entre dos Participantes del Mercado. Por su parte, la Transacción Virtual implica una entrega física de energía."

En el Dictamen Total (No Final) la COFEMER informó a la SENER que desde el día en que se recibió el anteproyecto de referencia, se hizo público a través del portal de Internet de la COFEMER, en cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 69-K de la LFPA.

Por ello, este Órgano Desconcentrado recibió comentarios de particulares interesados en emitir su opinión y sugerencias sobre el contenido del anteproyecto, mismos que se incluyeron en el portal electrónico de la COFEMER, asimismo, señaló en el Dictamen Total (No Final) que esa Secretaría debía brindar la respuesta correspondiente a cada uno de los comentarios vertidos por los particulares interesados hasta la fecha de emisión de dicho dictamen, y de ser el caso incluir las modificaciones correspondientes al anteproyecto y al formulario de la MIR, o bien, manifestara por escrito las razones por las cuales no eran procedentes, acorde a lo previsto en el artículo 69-J de la LFPA.

En virtud de lo anterior, la SENER incluyó en el formulario de la MIR un documento anexo, mediante el cual da respuesta a los comentarios⁷ vertidos por los particulares, información que puede ser consultada en la siguiente liga electrónica:

⁷ 20161122123446_41547_COFEMER Comentarios Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos 161122.docx



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

<http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/18226>

Por lo expresado con antelación, la COFEMER resuelve emitir el presente Dictamen Final, acorde a lo previsto en el artículo 69-L, segundo párrafo de la LFPA, por lo que la SENER puede continuar con las formalidades necesarias para la publicación del referido anteproyecto en el DOF.

El presente oficio se comunica con fundamento en los preceptos jurídicos invocados; así como en los artículos 7, fracción IV; 9, fracciones XI y XXXVIII y último párrafo; y 10, fracción VI, del Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria; en el Artículo Primero, fracción IV del *Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican*, publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,

DR. MARCOS SANTIAGO AVALOS BRACHO
Coordinador General

005 001 80